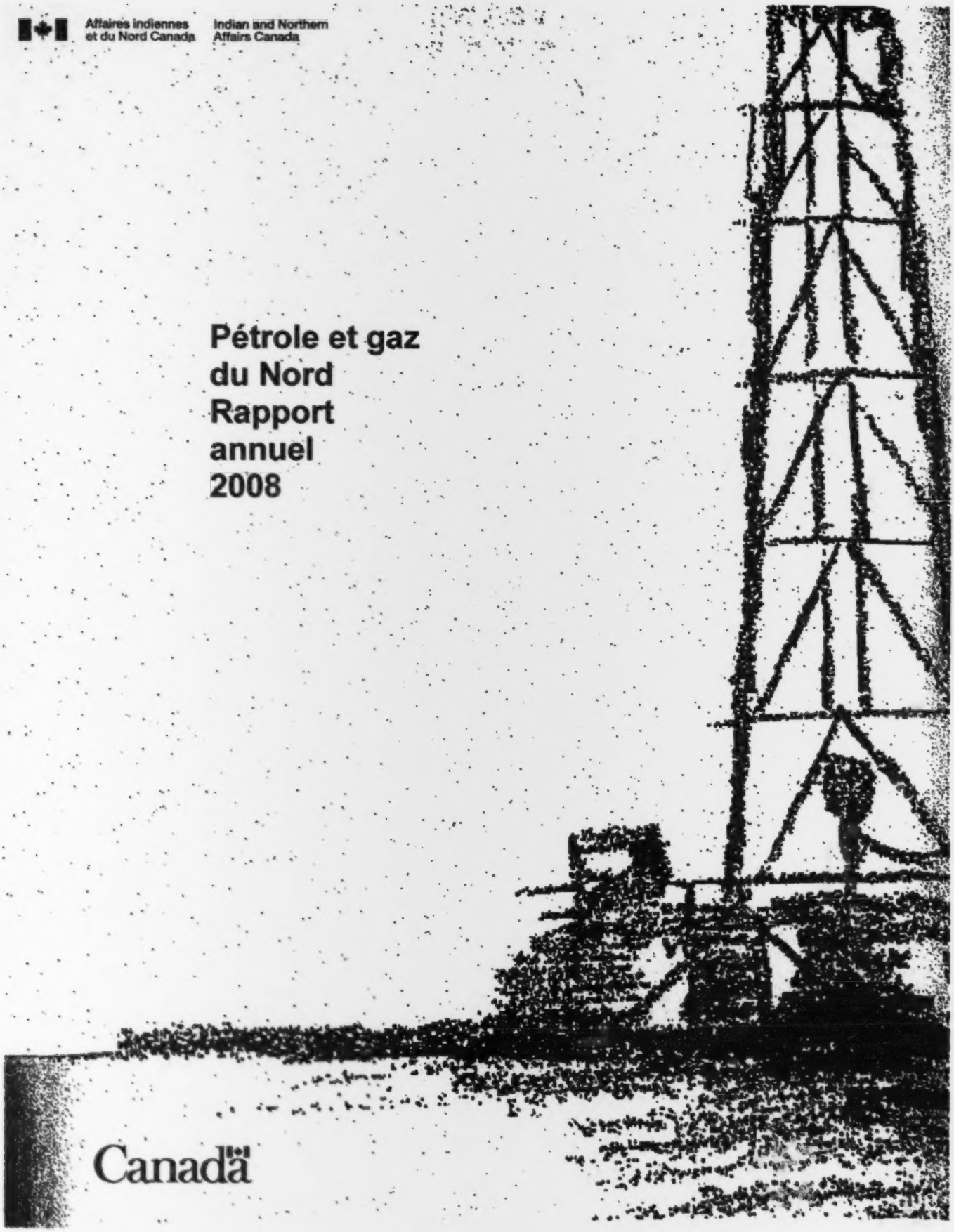
Affaires indiennes et du Nord Canada
Indian and Northern Affairs Canada

Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2008



Canada

Affaires indiennes et du Nord Canada | Indian and Northern Affairs Canada

Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2008

La gestion des ressources pétrolières et gazières sur les terres de la Couronne au nord du 60e parallèle de latitude dans les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les régions extracôtières du Nord est une responsabilité fédérale qu'assume la Direction générale du pétrole et du gaz du Nord, des Affaires indiennes et du Nord Canada.

La gestion des ressources pétrolières sur les terres de la Couronne est régie par des lois fédérales. La *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et ses règlements régissent l'attribution et l'administration des droits de prospection et d'exploitation et établissent le régime des redevances. La *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* réglemente les opérations pétrolières et les retombées économiques qui en découlent. Le ministère s'occupe des questions foncières et de celles qui touchent aux redevances et aux retombées économiques au nom du Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, tandis que l'Office national de l'énergie se charge d'approuver les opérations.

On peut trouver de l'information sur la gestion des ressources pétrolières et gazières dans le Nord en consultant le site Web suivant : www.ainc-inac.gc.ca/nth/og/

Canada

Publié avec l'autorisation du
ministre des Affaires indiennes et du Nord
canadien et interlocuteur fédéral auprès des
Métis et des Indiens non inscrits
Ottawa, 2009
www.ainc-inac.gc.ca
1 800 567-9604
ATME seulement 1 866 553-0554

QS-8509-090-FF-A1
No de catalogue R71-47/2008F-PDF
ISBN 978-1-100-91478-7

© Ministre des Travaux publics et des
Services gouvernementaux Canada

This publication is also available in English under the title:
Northern Oil and Gas - Annual Report 2008

Message de l'honorable Chuck Strahl, c.p., député, Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien et Interlocuteur fédéral auprès des Métis et des Indiens non inscrits

En cette période d'incertitude économique, le gouvernement du Canada doit plus que jamais maintenir une position forte et dynamique qui favorise les investissements et procure des débouchés économiques à tous les Canadiens. Nous devons absolument continuer de travailler avec l'industrie pour trouver de nouvelles sources de pétrole et de gaz, et pour maintenir des sources d'énergie sûres au profit des prochaines générations. Les investissements dans l'exploration et l'exploitation pétrolières et gazières dans le Nord canadien fournissent de multiples façons de répondre à ces besoins.

Les six nouveaux permis d'exploitation délivrés depuis l'an dernier dans l'Ouest de l'Arctique canadien représentent un engagement total de 1,2 milliard de dollars au titre des dépenses d'exécution des travaux. Cette somme sans précédent est représentative de l'intérêt particulier que porte l'industrie à l'exploration au large des côtes de l'Arctique canadien, dans la mer de Beaufort.

Pareils investissements démontrent que l'industrie reconnaît l'incroyable potentiel de l'exploitation pétrolière et gazière dans le Nord. Notre gouvernement entend travailler avec des partenaires clés afin d'exploiter ce potentiel et d'atteindre les objectifs de la Stratégie pour le Nord visant à favoriser le développement social et économique de cette région.

La plate-forme et la pente continentales de l'Arctique canadien, la vallée du Mackenzie, les îles canadiennes dans l'Arctique et le territoire extracôtier de l'Est de l'Arctique ont tous un excellent potentiel pétrolier et gazier, mais demeurent faiblement exploités. C'est pourquoi notre gouvernement s'est engagé à financer la recherche à l'aide du nouveau Programme de géocartographie de l'énergie et des minéraux. Ce programme fournira des données géoscientifiques qui éclaireront les décisions en matière d'investissement et appuieront la découverte et l'exploitation de nouvelles sources énergétiques et minérales. Au cours de la prochaine année, nous souhaitons vivement faire progresser des initiatives telles que le projet gazier Mackenzie. Notre gouvernement se prépare d'ailleurs en soutenant un éventail d'activités, comme la réalisation d'évaluations environnementales, la coordination réglementaire, la recherche scientifique et la consultation d'Autochtones.

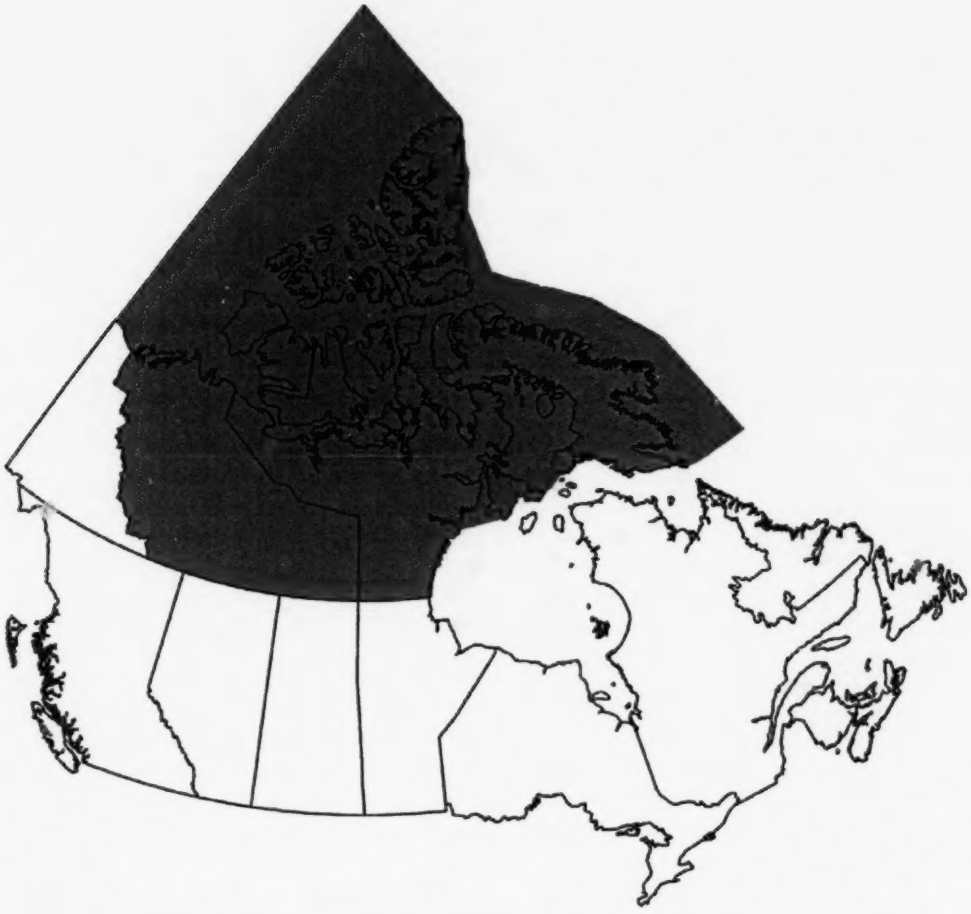
Entre temps, notre gouvernement demeure résolu à protéger l'environnement dans le Nord canadien. Nous avons considérablement fait avancer notre projet visant à créer une agence régionale de développement économique pour le Nord, et nous apportons des améliorations aux régimes de réglementation en vigueur dans tout le Nord. Ces initiatives, et bien d'autres, permettront de veiller à ce que le développement économique du Nord se fasse d'une manière qui soit respectueuse de l'environnement.

Je vous invite à consulter ce rapport pour obtenir des précisions sur les travaux d'exploration et d'exploitation des ressources pétrolières et gazières réalisés au cours de la dernière année dans le Nord canadien.

Conformément à l'article 109 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, je suis heureux de soumettre au Parlement ce rapport annuel sur la gestion des terres pétrolières et gazières des Territoires du Nord-Ouest, du Nunavut et de la région extracôtière septentrionale, pour l'année se terminant le 31 décembre 2008.

15 mai 2009

Terres domaniales du Canada



Zone qui relève de la compétence du Ministre des Affaires indiennes et du Nord Canada

Table des matières

PÉTROLE ET GAZ DU NORD 7
INTRODUCTION 7
RESSOURCES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES 10

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ 13
ATTRIBUTION DES DROITS 13
Attribution des intérêts en 2008 14
Les déclarations des découvertes importantes et exploitables, et les soumissions de plan de mise en valeur 14
ADMINISTRATION DES INTÉRÊTS 16
Permis de prospection 16
Administration des dépôts de garantie gérés 19
Retombées économiques 19
CONSIDÉRATIONS ENVIRONNEMENTALES 20
Milieux sensibles dans le sud de la mer de Beaufort et dans le delta du Mackenzie 21
Fonds pour l'étude de l'environnement 21

ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD 22
ACTIVITÉS DANS LE NORD 22

MISE EN VALEUR ET PRODUCTION 26

LES REDEVANCES 29
Vérifications et évaluations 29
Administration des redevances 29
Examen de la réglementation 29

SOURCES DE RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELLES 30
La Direction générale du pétrole et du gaz du Nord 30
Autres sources d'information 31

Tableaux

Tableau 1 : Ressources découverte 12
Tableau 2 : Prix de pétrole et de gaz 12
Tableau 3 : Disposition des terres en date du 31 décembre 2008 15
Tableau 4 : Permis de prospection 17
Tableau 5 : Les recettes tirées de l'administration des intérêts ($) 19
Tableau 6 : Statistique sur le forage 2008 25
Tableau 7 : Acquisition de données sismiques 25
Tableau 8 : Production de pétrole et de gaz 27
Tableau 9 : Les recettes tirées des redevances ($) 29

Diagrammes

Diagramme 1 : Puits forés 24
Diagramme 2 : Production du pétrole 28
Diagramme 3 : Production du gaz 28

PÉTROLE ET GAZ DU NORD

Introduction

À mesure que s'amenuisent les ressources conventionnelles dans les secteurs traditionnels de production de l'Ouest canadien, le pétrole et le gaz du Nord canadien prennent de plus en plus d'importance relative. Actuellement, le Nord renfermerait environ 35 % du pétrole brut léger du Canada et 33 % du gaz naturel dans les gisements conventionnels. Avec les sources non conventionnelles de gaz naturel et de bitume actuellement exploitées dans les provinces, le pétrole et le gaz du Nord doteront le Canada d'un portefeuille équilibré de ressources en hydrocarbures, offrant ainsi un éventail de choix économiques et stratégiques en matière de développement énergétique.

Parmi les bassins pétrolifères du Nord, le bassin de Beaufort-Mackenzie s'est révélé particulièrement riche, tant en pétrole qu'en gaz, et il a donné lieu à près de 60 nouveaux gisements jusqu'à présent. Plus de 2,83 x 10^{11} m^3 (10 trillions de pieds cubes) de gaz découvert sont actuellement isolés, faute d'un pipeline. On applique avec succès de nouveaux concepts de prospection qui accroissent les ressources découvertes, et la prospection se poursuit actuellement dans des eaux profondes encore peu exploitées. Dans le monde entier, on s'intéresse ainsi aux bassins en eau profonde, et la prospection se fonde largement sur les progrès technologiques et conceptuels.

Bien entendu, la flambée des prix du pétrole et du gaz, durant une bonne partie de 2008 (voir tableau 2) a encouragé l'investissement dans la prospection dans le Nord, surtout dans la région marine où les coûts sont élevés et qui s'annonce rentable, mais où les bénéfices tardent à se manifester.

Le plateau et talus continental de l'Arctique canadien, la vallée du Mackenzie dans les Territoires du Nord-Ouest, une bonne partie de l'Extrême-Arctique du Nunavut, ainsi que la région marine de l'Arctique de l'Est dans la baie de Baffin, demeurent largement inexplorées et pourraient receler d'importants gisements de pétrole et de gaz. Ces régions feront l'objet de recherches effectuées par la Commission géologique du Canada, dans le cadre d'un nouveau programme, « Géocartographie de l'énergie et des minéraux », annoncé en août 2008 et qui fournira des renseignements géoscientifiques pour guider les décisions d'investissement menant à la découverte et au développement de nouvelles ressources énergétiques et minérales.

Histoire

La prospection pétrolière et gazière a commencé il y a fort longtemps dans le Nord canadien; elle remonte à la découverte d'un puits de pétrole foré à Norman Wells, en 1920. À la fin des années 1940 et 1950, la prospection s'est intensifiée dans le Sud des Territoires du Nord-Ouest et s'est poursuivie dans tout le Nord canadien, de 1960 à 1985, activement stimulée par le « choc pétrolier » de 1974, qui a suscité de nombreuses préoccupations liées à l'approvisionnement nationale.

Vers la moitié des années 1980, l'exploitation plus poussée du champ pétrolier important de Norman Wells dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et la construction d'un pipeline à partir de ce gisement jusqu'au Nord de l'Alberta ont permis de faire en sorte que le Nord contribue largement à

l'approvisionnement en pétrole du Canada au cours des derrières décennies.

L'engouement actuel pour le Nord canadien date du milieu des années 1990. La prospection pétrolière et gazière dans le Nord canadien et les investissements dans ce secteur ont gagné en importance en 1995, avec l'octroi par la Couronne de nouveaux permis de prospection dans le Sud des Territoires du Nord-Ouest, puis peu de temps après, dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. En 1999 et en 2000, des entreprises ont acquis des droits de prospection sur la majeure partie du delta du Mackenzie et les régions marines adjacentes. Par la suite, les demandes de désignations émises par le ministère à l'intention de l'industrie et visant les nouvelles terres à explorer, dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, ont favorisé la prospection à ces endroits et ont donné lieu à des investissements, par exemple dans la prospection sismique et le forage d'exploration.

Durant la dernière décennie, la résurgence des investissements dans la prospection et la mise en valeur pétrolière et gazière du Nord canadien a été l'expression visible de la souveraineté du Canada sur cette vaste région. En ce qui concerne la prospection terrestre, cet investissement ne se limite pas aux terres fédérales visées par la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. En raison de la continuité géologique sous-jacente, on a beaucoup prospecté sur des terres autochtones privées, attribuées en vertu de revendications territoriales globales dans le Nord.

Depuis quelques années, ces activités, menées à la fois sur les terres de la Couronne et des terres privées, fournissent de façon durable de la formation, de l'emploi et des perspectives d'affaires aux économies locales et régionales.

Faits saillants 2008

On a remarqué de l'activité dans les concessions pétrolières et gazières de la partie centrale de la vallée du Mackenzie, et du bassin du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, surtout au large du delta. Six nouveaux permis de prospection ont été délivrés en 2008, pour un total d'engagement pécuniaire de 1,2 milliard de dollars.

Quatre nouveaux permis de prospection ont été octroyés dans la mer de Beaufort, dont trois à BP Exploration. La soumission retenue, au montant de 1 180 100 000 $ pour le permis 449, visant le territoire le plus au nord, a doublé le record précédent des travaux d'engagement dans les régions pionnières.

ConocoPhillips a obtenu le quatrième permis, situé au large des côtes, avec une soumission de 2 543 896 $. Un seul permis visant le delta du Mackenzie a été attribué à MGM Energy, à ConocoPhillips et à Phillips Petroleum pour 1 754 636 $.

Les permis de prospection en région marine accordés en 2008 visent un secteur voisin du grand lot octroyé à Imperial Oil Resources et à ExxonMobil en 2007. Imperial a procédé à un levé sismique trimensionnel de grande envergure cette année, et l'activité devrait s'intensifier à mesure que BP et ConocoPhillips accéléreront la prospection grâce à leurs nouveaux permis.

Les nouveaux permis concentrent davantage la prospection en une zone qui s'étend de la partie centrale de la plateforme continentale de la mer de Beaufort jusqu'à la transission avec le talus continentale en eaux profondes. La zone se trouve surtout au nord d'une chaîne de découvertes plus anciens – Havik (pétrole), Nerlerk (pétrole), Koakoak (pétrole), Kopanoar (pétrole), Nektoralik (gaz) et Kenalooak (gaz) –

provenant de forages effectués entre 1976 et 1987.

À la suite de l'appel de désignations visant la partie centrale de la vallée du Mackenzie, un nouveau permis de prospection a été octroyé à MGM Energy et à Devon Canada, pour un engagement à faire des travaux d'une valeur de 5 487 626 $. Le permis vise un secteur voisin du permis 440, à proximité de la collectivité du Sahtu de Tulita.

En décembre 2008, la Commission d'examen conjointe a annoncé que son rapport sur les répercussions environnementales et socio-économiques du projet gazier Mackenzie ne serait pas publié avant décembre 2009. Il s'agit du seul grand projet de mise en valeur des hydrocarbures actuellement proposé pour le Nord. Il comprend la mise en valeur de trois gisements initiaux dans le delta du Mackenzie, la construction d'installations de captage et de traitement et d'un gazoduc de 1 200 kilomètres jusqu'en Alberta. Le gaz viendrait des champs gaziers de Taglu, d'Imperial Oil; de Parson Lake, de ConocoPhillips; et de Niglintgak, de Shell Canada. Le volume de captage devrait augmenter à la suite de récentes découvertes dans le delta du Mackenzie.

Sur le plan des opérations, 2008 a été meilleure que l'année précédente. Dans l'ensemble, on a consacré environ 312 millions de dollars à la prospection dans le Nord, y compris six nouveaux puits d'exploration répartis entre le delta du Mackenzie et la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Bien qu'aucun puits n'ait été foré en application de récents permis de prospection dans la mer de Beaufort, l'industrie a entrepris un ambitieux programme d'exploration sismique. On a effectué au total des levés sismiques bidimensionnels sur 12 684 km et des levés sismiques tridimensionnels sur 1 638 km^2 pendant la saison des eaux libres, à la fin de l'été et en automne.

Seulement trois champs ont produit du pétrole ou du gaz dans les Territoires du Nord-Ouest en 2008 : celui de Norman Wells dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, celui d'Ikhil sur le delta du Mackenzie et celui de Cameron Hills au sud-ouest de la ville de Hay River, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. Les exploitants ont maintenu la suspension de la production à partir des autres champs de cette région. Par conséquent, la production totale de gaz naturel dans les Territoires du Nord-Ouest a diminué à 194,1 x 10^6 m^3 (7,17 milliards de pieds cubes), soit 33 % de moins que l'année précédente; environ la moitié de ce total représente du gaz associé qui est utilisé pour des opérations à Norman Wells.

La production de pétrole a fléchi de 7,5 % en 2008 pour se situer à 941,2 x 10^3 m^3 (5,92 millions de barils), principalement à cause de la baisse continue de production à Norman Wells.

Ressources pétrolières et gazières

Une étude exhaustive des ressources pétrolières et gazières du Nord canadien réalisée par Drummond Consulting (2002) a récemment été actualisée. La mise à jour commandée par Affaires indiennes et du Nord Canada à la fin de 2008[1] comprend la révision des évaluations précédentes en fonction de nouveaux éléments d'information et de nouvelles études, et reflète aussi la baisse des ressources dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. (Notons que les ressources non conventionnelles, comme les sables bitumineux, sont exclues.)

Selon un instantané actuel des ressources pétrolières et gazières au Canada fondé sur ces nouvelles évaluations, 33 % des ressources restantes de gaz naturel récupérables par des méthodes conventionnelles (4.1 de 12.5 x 10^{12} m^3:146.6 de 443 billions de pieds cubes) et 35 % des réserves restantes de pétrole brut léger récupérables (1.8 de 5.2 x 10^9 m^3: 11.6 de 33 milliards de barils) dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et dans la région marine de l'Arctique en territoire canadien (dans des régions administrées par le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien). La plus grande partie des ressources pétrolières restantes dans le Nord, comparable à 25 % dans l'évaluation de 2002, reflète en partie les attentes élevées à l'égard du potentiel pétrolier de la mer de Beaufort.

Les dernières ressources de gaz naturel récupérables sont réparties entre l'Arctique de l'Ouest – qui, aux fins de ce rapport, englobe les Territoires du Nord-Ouest, la mer de Beaufort, y compris la région au large du Yukon, et les eaux de la partie ouest de l'archipel Arctique (2.4 x 10^{12} m^3 - 84 billions de pieds cubes) et l'Arctique de l'Est – qui comprend le Nunavut, la partie est de l'archipel Arctique et la zone extracôtiere de l'Arctique de l'Est (1.6 x 10^{12} m^3 - 58 billions de pieds cubes). Le potentiel ultime de pétrole brut de l'Arctique de l'Ouest est évalué à 1.5 x 10^9 m^3 (9.2 milliards de barils) et celui de l'Est est de 0.42 x 10^9 m^3 (2,7 milliards de barils). Il faut noter que ce sont là des évaluations moyennes du potentiel, dérivées par des méthodes probabilistes en utilisant des données clairsemées. L'incertitude demeure dans une large mesure en ce qui concerne le potentiel de ressources dans la plupart des basins pétroliers du Nord canadien, surtout pour des scénarios d'exploration conceptuels qui n'ont pas encore été confirmés par des forages.

Les plus accessibles parmi ces ressources potentielles se trouvent entre la frontière avec les provinces, à 60° de latitude nord, et la mer de Beaufort, dans un vaste corridor entre les montagnes Rocheuses et le Bouclier canadien, et comprend la bordure nord du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. On estime que l'Arctique de l'Ouest, qui comprend une grande partie des Territoires du Nord-Ouest et la région marine adjacente de l'Arctique, renferme plus de la moitié du pétrole récupérable du Nord canadien, la plus importante contribution potentielle de ces resources se trouvant dans le bassin de Beaufort-Mackenzie.

[1] Drummond Consulting 2009, « Northern Canada Distribution of Ultimate Oil and Gas Resources (Update) », preparé pour Affaires indiennes et du Nord Canada, 63 p. Disponible en anglais seulement à http://drummondconsulting.com/NCAN09Report.pdf.

Dans le région du delta du Mackenzie, la mise en valeur des gisements majeurs de Taglu et du lac Parsons ainsi que du grand gisement de Niglintgak est proposée dans le cadre du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie. Les promoteurs du projet évaluent les ressources combinées de ces gisements à 161 x 10^9 m^3 (5,7 billions de pieds cubes) (*Imperial Oil Ventures Limited, 2004, demande d'approbation, projet gazier Mackenzie, présentée à l'Office national de l'énergie; volume II, « Economics, Tolls and Tarifs », « Gas Supply Study », article 4.1*).

Dans la partie terrestre du delta du Mackenzie, les compagnies ont annoncé plusieurs découvertes récentes de gaz, ce qui pourrait ajouter des ressources en quantité considérable à l'inventaire actuel des ressources gazières dans le bassin et porte le nombre total de découvertes dans le bassin à 57. À titre d'exemple, on estime à environ 14 x $10^9 m^3$ (500 milliards de pieds cubes) la découverte de gaz naturel de 2004 à Umiak, inféré des déclarations de la compagnie (d'après l'évaluation des ressources dans la notice annuelle de *MGM Energy Corp., mars 2008, p. 18*). Cependant, les volumes de gaz cités dans le tableau 1 ne comprennent pas les découvertes récentes pour lesquelles il n'y a pas d'évaluation accessible au public (à Ellice I-48, Olivier H-01, Langley K-30, Langley E-07, Kurk M-15 et Ellice J-27).

D'autres projets de mise en valeur dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie pourraient être reliés à un éventuel gazoduc du Mackenzie par un court raccordement. On estime à environ 6.0 x $10^9 m^3$ (212 milliards de pieds cubes) dans la découverte de gaz naturel à Nogha C-49/M-17 dans les collines Colville, inféré des déclarations de la compagnie (*MGM Energy Corp., op.cit., p. 21*). Des découvertes récentes pour lesquelles aucune évaluation n'est actuellement accessible ont eu lieu à Summit Creek B-44 et Stewart D-57, dans la plaine du Mackenzie, ainsi qu'à Lac Maunoir C-34 et West Nogha K-14, dans les collines Colville.

Les volumes de gaz découverts dans l'archipel arctique au Nunavut et dans les Territoires du Nord-Ouest sont comparables à ceux de la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie. Le bassin le plus prometteur est celui du Sverdrup, où les découvertes antérieures comprennent des gisements gaziers majeurs à Drake Point et Hecla, qui se trouve à proximité, dont les ressources combinées sont évaluées à 257 x 10^9 m^3 (9,1 billions de pieds cubes). Cette vaste région géologique variée présente également des perspectives de découvertes importantes et un potentiel inexploré de prospection pétrolière.

De grandes parties du Nord ont fait l'objet de très peu d'exploration. Par exemple, le plateau continental de l'Arctique et les zones d'eau profonde de la plate-forme de Beaufort sont deux régions où il y a eu un minimum d'exploration et dont le potentiel pétrolier et gazier demeure largement conceptuel. Des activités d'exploration ont eu lieu au cours de l'année 2008, notamment dans les zones d'eau profonde de la partie centrale de la plate-forme de Beaufort.

La mise en valeur d'hydrocarbures non conventionnels dans le Nord pourrait également présenter de l'intérêt. Ces ressources comprennent le gaz tiré du charbon, du schiste argileux et d'importantes accumulations d'hydrates de méthane sous le delta du Mackenzie. Le potentiel de gaz tiré du schiste argileux dans le prolongement nord du bassin schisteux de la rivière Horn dans le sud-ouest des Territoires du Nord-Ouest, n'est pas encore inclus dans les estimations du potentiel gazier. Les activités d'exploitation en Colombie-Britannique aideront à définir le potentiel d'unités comparables de schiste argileux au nord du 60e parallèle à l'avenir.

La recherche sur les hydrates de gaz naturel dans le delta du Mackenzie a franchi une autre étape en 2008, lorsque des essais de production ont produit des résultats positifs. Cependant, les volumes de ressources récupérables estimés demeurent mal délimités et ne sont donc pas inclus dans les évaluations quantifiées des ressources conventionnelles.

Tableau 1 : Ressources découverte

Région	Pétrole brut 10^6 m^3	(Millions de barils)	Gaz naturel 10^9 m^3	(Trillion de pieds cubes)
Territoires du Nord-Ouest et zone extracôtiere	250,5	1 576,3	462,2	16,4
Nunavut et zone extracôtiere	51,3	322,9	449,7	16,0
Total	**301,8**	**1 899,2**	**911,9**	**32,4**

Notes:

- Adapté du tableau présenté dans le document « *Drummond, K. J. 2009, Northern Canada - Distribution of Ultimate Oil and Gas Resources* », 60 pp.; disponible à http://drummondconsulting.com/northcanada.html. Compilation et intégration de plusieurs sources publiées. Les ressources réelles sur le terrain peuvent avoir été sous-estimées ou surestimées. Les volumes et la distribution doivent être considérés approximatifs et ils reflètent l'opinion de l'auteur.
- Il est possible que les totaux ne concordent pas à cause de l'arrondissement de certaines données.
- La région marine de l'Arctique comprend des secteurs dans la partie marine du Yukon, des Territoires du Nord-Ouest et du Nunavut.

Tableau 2 : Prix de pétrole et de gaz

	décembre 2007	décembre 2008	moyenne 2008
Pétrole - \$CAN/m^3 (prix moyen à Edmonton)	566,23	561,99	648,13
Gaz - \$CAN/GJ (prix moyen AECO marché intérieur)	6,28	6,01	7,73

Source : Ressources naturelles Canada

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

Attribution des droits

Le ministère fournit annuellement à l'industrie l'occasion d'obtenir des droits de prospection dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et au large des côtes dans le Nord canadien. Ces droits de prospection sont délivrés conformément à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

Chaque appel d'offres est précédé d'une demande de désignations. Cette dernière permet à l'industrie de préciser les lots de terres d'intérêt qui feront l'objet d'un appel d'offres subséquent. Cet appel demeurera en vigueur pour la durée obligatoire minimale de 120 jours.

Les droits de prospection sont attribués à la suite d'une invitation ouverte à soumissionner. Ces droits sont d'une durée maximale de neuf années dont deux périodes. On utilise un seul critère d'évaluation des soumissions pour déterminer le soumissionnaire retenu. Ce critère est actuellement la valeur monétaire des travaux proposés pour la première période du projet visé par le permis ('offre d'exécution des travaux'). Cette période est typiquement d'une durée de quatre ou cinq années. Le projet doit prévoir le forage d'un puits au cours de la première période du permis pour prolonger le permis pour une deuxième période.

Conformément aux dispositions des ententes sur le règlement des revendications territoriales, le ministère consulte et recherche l'appui des collectivités et des organismes autochtones au sujet des conditions d'attribution des droits et d'autres questions connexes, et ce, avant l'attribution des droits. Le ministère s'emploie également à établir des mesures qui répondront aux besoins des régions non touchés par le règlement de revendications territoriales, principalement dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, et qui leur offriront des possibilités de développement économique.

Deux demandes de désignations se sont terminées en janvier 2008. Cinq parcelles ont été nommées dans la mer de Beaufort et delta du Mackenzie et une parcelle a été nommée dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Même si une demande de désignation a été lancée pour l'archipel arctique de Nunavut, aucune demande n'a été reçue.

Toutes les parcelles désignées ont fait l'objet d'appels d'offres. Cinq nouveaux permis de prospection (EL449 à EL453) ont été émis suite à l'appel d'offres dans la mer de Beaufort et delta du Mackenzie qui s'est terminé le 2 juin 2008. Ces permis couvrent 849 194 hectares et totalisent 1 200 598 532 $ de dépenses d'engagement. Un nouveau permis de prospection (EL454) a été émis suite à l'appel d'offres dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et qui s'est terminé le 2 juin 2008. Ce permis couvre 82 100 hectares et totalise 5 487 626 $ de dépenses d'engagement.

En décembre 2008, des demandes de désignations pour la mer de Beaufort et delta du Mackenzie et pour la partie centrale de la vallée du Mackenzie ont été lancée et qui se terminait le 14 janvier 2009. De plus, une demande de désignation a été lancée dans l'archipel arctique de Nunavut qui se terminait le 28 janvier 2009.

Attribution des intérêts en 2008

En 2008, six nouveaux permis de prospection ont été émis suite aux appels d'offres dont une dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie soit le permis EL454 à MGM Energy Corp. et Devon ARL Corporation. Pour la région de la mer de Beaufort et delta du Mackenzie cinq nouveaux permis de prospection ont été émis soit les permis EL449 à BP Exploration Company Limited; EL450 à MGM Energy Corp, ConocoPhillips Canada Resources Corp, Phillips Petroleum Canada Ltd. et Phillips Petroleum Resources Ltd; EL451 à BP Exploration Company Limited; EL452 à ConocoPhillips Canada Resources Corp. et EL453 à BP Exploration Company Limited.

Durant l'année 2008, six permis de prospection ont terminés, trois par expiration et deux par abandon.

Huit attestations de découverte importante ont été émis dont SDL137 à BP Canada Energy Company et Chevron Canada Limited; SDL138 à SDL140 à Husky Oil Operations Limited, International Frontier Resources Corporation, Pacific Rodera Energy Inc. et TAQA North Ltd; SDL141 à SDL143 à Apache Canada Ltd. et MGM Energy Corp; SDL144 à Devon ARL Corporation et Petro-Canada.

Au cours de l'année 2008, une seule licence de production (PL25) a été emis. Chevron Canada Limited et BP Canada Energy Company étaient qualifiés à obtenir une licence de production puisque qu'ils étaient les titulaires de EL394 dans lequel se trouvait la zone de la découverte exploitable déclaré par l'Office national de l'énergie en Novembre 2004 à Shell Canada Limited pour le champ de gaz Niglintgak.

Les déclarations des découvertes importantes et exploitables, et les soumissions de plan de mise en valeur

L'Office national de l'énergie a fait quatre déclarations de découvertes importantes en 2008 en vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, partie III, paragraphe 28(1), et de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, partie II.1, paragraphe 28.2(4) : l'une à Chevron Canada Limited pour le puits Chevron *et al.* Ellice I-48 sur EL427-A, dans le delta du Mackenzie, à MGM Energy Corp. pour le puits MGM *et al* Langley E-07 sur EL394, également dans le delta du Mackenzie, à MGM Energy Corp. pour le puis MGM *et al* Nogha C-49 relativement aux terres détenues aux termes d'EL426 et EL430 dans les collines Colville, et à Husky Oil Operations Limited pour le puits Husky *et al* Summit Creek B-44 sur EL397, dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie.

L'Office a également reçu deux demandes de déclaration de découvertes importantes, qui étaient à l'étude lorsque l'année s'est terminée : pour le puits PC Anderson Kurk M-15 sur EL419, dans le delta du Mackenzie, et le puits MGM *et al* Lac Maunoir C-34 sur EL399, dans les collines Colville.

L'Office n'a reçu ou approuvé ni déclarations de découvertes exploitables ni plans de mise en valeur au cours de l'année 2008.

Tableau 3 : Disposition des terres en date du 31 décembre 2008

Région	Permis de prospection	Permis de prospection	Permis de découverte importante	Anciens droits *	Total
En hectares					
Archipel arctic	0	1 224	332 882	0	**334 106**
Zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	0	11 184		**873 684**[1]
Baie d'Hudson[3]	0	0	0		**126 376**[1]
Mer de Beaufort	2 003 597	0	196 576		**2 200 173**
Delta du Mackenzie	246 015	2 506	109 937	0	**358 458**
Partie centrale de la vallée du Mackenzie	1 716 953	0	51 693	2 981	**1 771 627**[2]
Sud de Territoires du Nord-Ouest	0	32 842	65 125	25 635	**123 602**[2]
Total	**3 966 565**	**36 572**	**767 397**	**1 017 492**	**5 788 026**
By Interest Type (number of licences)					
Archipel arctic	0	1	20	0	**21**
Zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	0	1	30	**31**[1]
Baie d'Hudson[3]	0	0	0	8	**8**[1]
Mer de Beaufort	12	0	39	0	**51**
Delta du Mackenzie	1	2	36	0	**39**
Partie centrale de la vallée du Mackenzie	22	0	10	3	**35**[2]
Sud de Territoires du Nord-Ouest	0	21	31	14	**66**[2]
Total	**35**	**24**	**137**	**55**	**251**

* Permis et/ou concessions émis suite au régime législatif antérieur

[1] Inclut de terres tenue en vertu de permis en conformité avec la paragraphe 112(2) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*

[2] Inclut de terres tenue en vertu de concessions en conformité avec la paragraphe 112(2) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*

[3] Permis sous la juridiction du Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

Administration des intérêts

Permis de prospection

À la fin de l'année 2008, il y avait 40 permis de prospection actifs. Afin d'obtenir un permis de prospection, le soumissionnaire doit présenter un dépôt de soumission pour la parcelle visée au montant de dix milles dollars (10 000$). Le soumissionnaire retenu sera tenu de soumettre un dépôt de garantie de 25 % des dépenses liées aux travaux d'exécution dans les 10 jours ouvrable de travail. L'absence de soumettre le dépôt de garantie entraînera l'annulation de l'offre et de la confiscation du dépôt de soumission et le rejet de la soumission. Dans ce cas, le ministre peut, s'il l'estime nécessaire, attribuer un permis de prospection aux deuxième plus offrant, sans faire un appel d'offres.

Le dépôt requis pour les travaux de la première période et les loyers de la deuxième période sont remboursables dès l'achèvement et l'approbation des travaux entrepris dans le cadre du permis. Si les dépenses admissibles de la première période ne rencontrent pas les dépenses liées aux travaux, le solde du dépôt sera confisqué. De même principe, les loyers sont exigés en totalité au début de chaque année de la deuxième période. Tout solde de loyer restant à la fin de la deuxième période sera confisqué.

L'administration des dépôts inclut l'approbation des dépenses admissibles qui sont présentées lorsque les travaux de prospection sont terminés. L'administration des dépôts se poursuit tout au long de l'année lors de la réception des nouveaux dépôts pour les loyers de la deuxième période et lorsque des modifications sont apportées à ceux qui font déjà partie du système.

Tableau 4 : Permis de prospection

Permis	Superficie (en ha)	Titulaire [1]	Émission	Puits doit être foré avant le		Expiration	Dépenses Prévues dans la soumission ($)
Mer de Beaufort et delta du Mackenzie							
EL317 [2]	175 810	Talisman Energy Inc.	05-oct.-1986	N/A			N/A
EL329 [2]	349 981	BP Canada Energy Resources	05-sept.-1987	N/A			N/A
EL394	73 155	Chevron Canada Limited	18-sept.-1999	17-sept.-2004	✓	17-sept.-2008	42 375 000
EL419[3]	46 507	Petro-Canada	18-Avr.-2002	17-sept.-2004	✓	17-sept.-2008	105 293 760
EL420[3]	338 469	Devon ARL Corporation	15-Août-2002	14-Août-2005	✓	14-Août-2009	224 069 655
EL427-A [3]	73 608	Chevron Canada Limited	20-sept.-2004	14-Août-2005	✓	14-Août-2009	
EL427-B [3]	18 912	Chevron Canada Limited	20-sept.-2004	13-mai-2007	✓	13-mai-2011	151 758 288
EL427-C [3]	56 057	Chevron Canada Limited	20-sept.-2004	07-juin-2009	✓	07-juin-2013	
EL434	56 619	MGM Energy Corp.	03-mai-2006	02-mai-2011		02-mai-2015	40 169 000
EL435	99 942	Shell Canada Limited	03-mai-2006	02-mai-2011		02-mai-2015	11 552 331
EL446	205 321	Imperial Oil Resources Ventures Limited	01-oct.-2007	30-sept.-2012		30-sept.-2016	585 000 000
EL447	103 711	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	01-sept.-2007	31-Août-2012		31-Août-2016	12 084 130
EL448	108 185	Chevron Canada Limited	31-déc.-2007	30-déc.-2012		30-déc.-2016	1 010 100
EL449	202 380	BP Exploration Company Ltd.	01-déc.-2008	30-nov.-2013		30-nov.-2017	1 180 100 000
EL450	41 323	MGM Energy Corp.	03-juin-2008	02-juin-2013		02-juin-2017	1 754 636
EL451	205 359	BP Exploration Company Ltd.	01-déc.-2008	30-nov.-2013		30-nov.-2017	15 100 000
EL452	196 497	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	01-déc.-2008	30-nov.-2013		30-nov.-2017	2 543 896
EL453	203 635	BP Exploration Company Ltd.	01-déc.-2008	30-nov.-2013		30-nov.-2017	1 100 000

Les dépenses prévues dans la soumission ont arrondi au $ le plus proche

[1] Les titulaires sont à jour de décembre 2008

[2] Sujet à une ordonnance d'interdiction de poursuivre les travaux en conformité avec le paragraphe 12(1)(a) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*

[3] La fusion des permis de prospection en conformité avec le paragraphe 25(3) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*

Notons que, selon les modalités de la fusion, un seul puits peut ne pas être suffisant pour toutes les terres en cause.

✓ Exigence en ce qui a trait au puits satisfaite à la fin de l'année. Le forage d'un puits d'exploration ou de délimitation avant la fin de la période 1 de la durée de validité est une condition préalable à l'obtention de la tenure pour la période 2.

Tableau 4 : Permis de prospection (page 2 de 2)

Permis	Superficie (en ha)	Titulaire [1]	Émission	Puits doit être foré avant le		Expiration	Dépenses Prévues dans la soumission ($)
Partie continentale du centre de la vallée du Mackenzie							
EL397	134 964	Husky Oil Operations Limited	01-Août-2000	31-juil.-2004	✓	31-juil.-2008	16 580 000
EL399	120 496	MGM Energy Corp.	01-Août-2000	31-juil.-2004	✓	31-juil.-2008	8 400 000
EL413	80 464	Kodiak Energy Inc.	18-sept.-2001	17-sept.-2005	✓	17-sept.-2009	2 000 000
EL414	84 880	MGM Energy Corp.	18-sept.-2001	17-sept.-2005	✓	17-sept.-2009	10 750 000
EL423	90 632	Husky Oil Operations Limited	08-juin-2004	07-juin-2008	✓	07-juin-2012	24 800 000
EL424	80 608	MGM Energy Corp.	08-juin-2004	07-juin-2008		07-juin-2012	8 100 000
EL425	27 230	Petro-Canada	08-juin-2004	07-juin-2010		07-juin-2013	22 000 000
EL428	81 008	Apache Canada Ltd.	18-mai-2005	17-mai-2009		17-mai-2013	3 200 000
EL429	82 880	BG International Limited	18-mai-2005	17-mai-2009		17-mai-2013	12 500 000
EL430	51 637	MGM Energy Corp.	18-mai-2005	17-mai-2009		17-mai-2013	3 510 000
EL431	78 516	Petro-Canada	18-mai-2005	17-mai-2009		17-mai-2014	2 787 792
EL432	64 048	BG International Limited	18-mai-2005	17-mai-2009		17-mai-2013	4 000 000
EL433	88 004	Petro-Canada	18-mai-2005	17-mai-2009	✓	17-mai-2013	32 128 044
EL436	84 353	Talisman Energy Inc.	10-mai-2006	09-mai-2010		09-mai-2014	12 150 000
EL437	85 993	Talisman Energy Inc.	10-mai-2006	09-mai-2010		09-mai-2014	32 775 000
EL438	87 183	Talisman Energy Inc.	10-mai-2006	09-mai-2010		09-mai-2014	3 850 000
EL439	82 820	Talisman Energy Inc.	10-mai-2006	09-mai-2010		09-mai-2014	5 125 000
EL440	87 872	MGM Energy Corp.	10-mai-2006	09-mai-2010		09-mai-2014	6 300 000
EL441	88 452	Husky Oil Operations Limited	10-mai-2006	09-mai-2010		09-mai-2014	10 500 000
EL442	63 312	MGM Energy Corp.	10-mai-2007	09-mai-2011		09-mai-2015	8 260 000
EL443	91 116	Husky Oil Operations Limited	10-mai-2007	09-mai-2011		09-mai-2015	4 888 888
EL444	74 604	BG International Limited	10-mai-2007	09-mai-2011		09-mai-2015	1 100 000
EL445	81 292	BG International Limited	10-mai-2007	09-mai-2011		09-mai-2015	1 100 000
EL454	82 100	MGM Energy Corp.	01-déc.-2008	30-nov.-2012		30-nov.-2016	5 487 626

Les dépenses prévues dans la soumission ont arrondi au $ le plus proche

[1] Les titulaires sont à jour de décembre 2008

[2] Sujet à une ordonnance d'interdiction de poursuivre les travaux en conformité avec le paragraphe 12(1)(a) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*

[3] La fusion des permis de prospection en conformité avec le paragraphe 25(3) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*

Notons que, selon les modalités de la fusion, un seul puits peut ne pas être suffisant pour toutes les terres en cause.

✓ Exigence en ce qui a trait au puits satisfaite à la fin de l'année. Le forage d'un puits d'exploration ou de délimitation avant la fin de la période 1 de la durée de validité est une condition préalable à l'obtention de la tenure pour la période 2.

Administration des dépôts de garantie gérés

Les dépôts de garantie de la première période et de la deuxième période sont retenus pour fins de remboursement.

Au cours de la première période, 25 % d'un offre d'exécution des travaux est retenu en dépôt, et 1 $ sera remboursé pour chaque tranche de 4 $ de dépense admissible. Les dépôt de sécurité dont nous disposions au 31 décembre 2008 totalisaient 530 513 262 $.

Au cours de la deuxième période, le dépôt de sécurité comprend les loyers à percevoir annuellement aux taux suivants par hectare : 1re année à 3,00 $; 2e année à 5,50 $; 3e année et 4e années à 8,00 $. Les loyers seront remboursés au taux de 1 $ pour chaque 1 $ de dépense admissible. Les dépôts de sécurité dont nous disposions au 31 décembre 2008 totalisaient 5 715 958 $.

Tableau 5 : Les recettes tirées de l'administration des intérêts ($)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Loyers non remboursables (anciens baux) [1]	978	61 111	66 500	62 500	62 749	54 817
Frais de délivrance et d'enregistrement	5 471	8 600	13 500	19 891	26 998	30 762
Renonciation sur les travaux [2]	954 812	16 933 374	26 228 000	0	1 290 404	22 174 929
Total	**961 261**	**17 003 085**	**26 308 000**	**82 391**	**1 380 151**	**22 260 508**

[1] Ces anciens baux sont assujettis au *Règlement sur les terres pétrolières et gazifères du Canada* et ils demeurent en vigueur conformément à l'article 114 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures.*

[2] Les sommes retenues sont des revenus reçus au cours de l'année civile, soit pour la première, soit pour la deuxième période d'un permis de prospection.

Retombées économiques

Selon l'article 21 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, aucune activité d'exploration ou de mise en valeur ne peut être entreprise sur des terres domaniales, c'est-à-dire les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les régions extracôtières non visées par un accord, avant qu'un plan de retombées économiques soit soumis au ministre.

Dans son plan de retombées économiques, une entreprise explique les principes, stratégies et procédures qu'elle entend adopter pour faire en sorte que les Canadiens qualifiés, notamment les entreprises canadiennes, aient des chances égales de rivaliser pour des emplois et des marchés dans le secteur de l'exploration et de la mise en valeur des ressources. Le ministère oblige les entreprises à soumettre un rapport sur les résultats de la mise en œuvre de leur plan de retombées économiques. Depuis longtemps, le ministère incite les entreprises à privilégier des marchés concurrentiels avec des entreprises et particuliers autochtones et des réside du Nord à l'échelle locale et régionale.

Cette année, l'activité d'exploration et de mise en valeur des ressources sur les terres domaniales dans la vallée du Mackenzie a fourni des possibilités de formation et d'emploi et des débouchés aux collectivités nordiques. Dans la partie sud de la vallée du Mackenzie, la production pétrolière dans la région des collines Cameron ainsi que les

travaux d'entretien des puits dans la région de Fort Liard ont apporté des retombées économiques durables à l'échelle locale et régionale. Dans la région du delta du Mackenzie et dans les zones marines du Nord, les travaux suivis d'exploitation de puits et de prospection sismique ont engendré une série de retombées, et la poursuite de ces activités sur les terres domaniales laisse entrevoir d'autres possibilités. La recherche sur l'hydrate de gaz dans le delta du Mackenzie a également continué de contribuer aux possibilités locales de formation, d'emploi et d'affaires.

La Direction générale du pétrole et du gaz du Nord collabore étroitement avec la Division de l'exploitation pétrolière au bureau régional des Territoires du Nord-Ouest d'Affaires indiennes et du Nord Canada, à Yellowknife. Cette division administre les plans de retombées économiques relatifs à l'activité d'exploration dans cette région.

Considérations environnementales

Dans le cadre du processus annuel menant aux demandes de désignation, les groupes autochtones du Nord sont avisés de l'intention du ministre d'ouvrir des terres et ont l'occasion de déterminer les zones environnementales sensibles ainsi que les zones d'intérêt spécial pour des raisons culturelles ou spirituelles. Il est aussi possible de discuter des autres préoccupations concernant les activités relatives au gaz et au pétrole en lien avec l'émission de permis de prospection.

Affaires indiennes et du Nord Canada (AINC) sollicite l'apport de groupes d'experts des gouvernements territoriaux et d'autres ministères fédéraux à l'égard des demandes proposées. On tient bien compte de cet apport lors de la finalisation des documents des demandes. AINC travaille aussi avec des organisations responsables de la planification et de la gestion des zones protégées, telles que des zones de protection maritimes et des refuges d'oiseaux migrateurs, afin d'assurer que les nombreuses initiatives de gestion du territoire sont étudiées dans une optique d'intégration. Les plans d'aménagement du territoire dans le Nord, tels que le plan d'aménagement du territoire Gwich'in et l'ébauche du plan d'aménagement du territoire du Sahtu, sont aussi utilisés pour la mise au point de la zone ouverte aux désignations.

Des considérations environnementales et les préoccupations des groupes autochtones du Nord jouent un rôle important dans le processus d'octroi par le ministre des droits pour les initiatives liées à l'exploitation pétrolière, et l'industrie sera alertée des préoccupations potentielles dans les zones couvertes par leurs droits récemment obtenus. Ces questions devront possiblement être réglées quand les entreprises vont ensuite faire la demande de permis d'aménagement du territoire et d'utilisation des eaux ainsi que d'autorisations de travail pour mener des opérations, par exemple les travaux de prospection sismique ou de forage sur leur permis de prospection. La zone ouverte aux désignations, le contenu de la demande de désignation et les conditions associées aux demandes de désignation et aux appels d'offre illustrent bien que les conseils reçus dans le cadre du processus d'engagement ont été pris en considération.

Milieux sensibles dans le sud de la mer de Beaufort et dans le delta du Mackenzie

Pendant les deux dernières années, AINC a entrepris un projet pilote afin de concevoir des cartes de la sensibilité relative de l'environnement dans le sud de la mer de Beaufort et dans le delta du Mackenzie. Les cartes sont créées à partir d'un système d'information géographique et le classement de la sensibilité vient de données d'experts. L'objectif du projet est de mieux guider la planification de l'octroi des droits et la prise de décisions, d'accroître les échanges d'information avec les groupes autochtones du Nord et d'autres intervenants, et d'avertir les entreprises qui envisagent d'acquérir des permis d'exploration des zones vulnérables potentielles pour lesquelles elles devront faire des efforts particuliers afin d'atténuer les effets. À l'heure actuelle, les thèmes environnementaux cartographiés incluent les ours polaires, les bélugas, les oiseaux migrateurs et les phoques annelés. Les régions vulnérables au plan socioéconomique sont déterminées à partir de renseignements découlant de la chasse traditionnelle. Ces cartes seront retravaillées et mieux définies en collaboration avec des partenaires en gestion des ressources.

Fonds pour l'étude de l'environnement

En vertu de la *Loi canadienne sur les hydrocarbures*, le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) finance des études environnementales et sociales en lien avec la prospection et à la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières sur les terres domaniales. En réponse à la reprise des activités pétrolières et gazières dans le Nord, le conseil de gestion du FEE a financé son programme d'études nordiques en 2008 par des cotisations auxquelles les représentants de l'industrie ont consenti et que le ministre a approuvées par la suite. Le budget du FEE approuvé pour le Nord par le conseil de gestion pour 2008 se chiffrait à 576 159 $.

Un rapport final sur la recherche dans le Nord a été publié : le rapport du FEE no 163 « *Biophysical Research Requirements for the Beaufort Sea Hydrocarbon Development* », préparé par KAVIKAXYS Inc., Inuvik (Territoires du Nord-Ouest) et Calgary (Alberta), en collaboration avec FMA Heritage Resources Consultants Inc., de Calgary (Alberta). Une deuxième étude a été menée à bien et paraîtra sous peu à titre de rapport du FEE no 164 : « *Development of Histopathology Tools to Assess Instantaneous Pressure Change-Induced Effects in Rainbow Trout (Onchorhychus Mykiss) Early Life Stages* », préparé par Godard, D.R., Peters, L., Evans, R., Wautier, K., Cott, P.A., Hanna, B. et Palace, V.

Les projets de recherche suivants étaient en cours en 2008 : une étude sur les effets cumulatifs de composantes valorisées et de seuils dans le Nord, une évaluation des répercussions et du recouvrement des profils sismiques (première année d'une étude de trois ans), une évaluation des options pour l'élimination des déchets de forage dans la région désignée des Inuvialuit, étude de surveillance de Bosworth Creek et considérations relatives à l'élaboration de pratiques exemplaires de l'industrie pétrolière et gazière dans le Nord.

Pour obtenir plus de renseignements, voir le site Web du FEE, à l'adresse suivante : www.esrfunds.org.

ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD

Activités dans le Nord

Sommaire

Les forages de puits d'exploration et de développement exécutés dans les Territoires du Nord-Ouest en 2008 ont totalisé 12 074 mètres. Le forage de six nouveaux puits d'exploration a été entrepris, trois dans le delta du Mackenzie et trois dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie (Sahtu).

Quatorze programmes géophysiques ont été réalisés sur le terrain, ce qui comprend des levés sismiques, gravimétriques et aéromagnétiques, dont cinq dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, deux dans le delta du Mackenzie, trois dans la mer de Beaufort et quatre dans la région extracôtières de l'Arctique de l'Est. Au total, on a fait l'acquisition de 12 684 km de données sismiques (2D) et de 1638 km² (3D) ainsi que 11 189,8 km de données gravimétriques et 85 252,4 km de données aéromagnétiques.

Globalement, les dépenses liées à l'exploration au Nord pour l'année 2008 s'est chiffré à 312 millions $, y compris 133 millions $ pour les nouveaux forages, 21 millions $ pour les ré-entrées de puits, et 178 millions $ pour des activités géophysiques.

Partie sud des Territoires du Nord-Ouest

Il n'y a pas eu de forage d'exploration ni d'exploitation dans cette région. Dans les collines Cameron, les puits H-03, J-04 et K-74 ont été rouverts aux fins de l'exploitation. Ailleurs, quatre puits ont été rouverts dans la région de Fort Liard, mais aucun nouveau forage n'a été effectué.

Delta du Mackenzie

Dans le delta du Mackenzie, MGM Energy Inc. a foré le puits Atik P-19 (forage entrepris en décembre 2007) à la profondeur totale sur EL419. La compagnie a poursuivi avec deux autres puits, Aput C-43 sur EL427-B[2] et Langley E-07 sur EL394. En avril, à l'issue d'un programme d'essais, la compagnie a annoncé une découverte de gaz à Langley. MGM a entrepris son programme de forage 2008-2009 dans le Delta tard dans l'année avec le puits Ellice J-27 sur EL427-A[2], le premier d'un programme qui en compte trois, prévu pour l'hiver 2008-2009.

MGM a mené deux programmes sismiques dans le delta du Mackenzie, un programme 2D à Ogruknang, concentré sur les terres des Inuvialuit dans la concession d'Inuvik, et un programme 3D, sur EL427. Ce dernier se prolongeait sur la glace dans des eaux côtières peu profondes.

Également dans le delta du Mackenzie, quatre puits d'essai ont été rouverts à Mallik (SDL060) dans le cadre d'un programme de recherche scientifique et technique sur les hydrates de gaz dirigé par la Commission géologique du Canada. La production soutenue de gaz tiré de la zone d'hydrates sur six jours a mis à l'épreuve le concept de production d'hydrates de gaz par la dépressurisation sur place. (« *La production d'énergie à partir des hydrates de gaz – potentiel et défis pour le Canada* », Conseil des académies canadiennes, 2008)

---

[2] La fusion des permis de prospection en conformité avec le paragraphe 25(3) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures.*

Mer de Beaufort

Aucun puits n'a été foré dans la mer de Beaufort en 2008, mais des activités sismiques ont été entreprises pour déterminer les emplacements où aura lieu le forage visé par le permis de prospection délivré en 2007. Imperial Oil Resources Ventures a réalisé un levé sismique marin et gravimétrique 3D à Ajurak, concentré sur EL446. Dans deux programmes distincts, GX Technologies Canada, une compagnie d'acquisition géophysique, a acquis des levés aéromagnétiques et des levés sismiques 2D.

Partie centrale de la vallée du Mackenzie

Petro Canada a foré le puits Kwijika M-59 sur EL433. Ce puits sauvage éloigné, foré à 80 km au sud-est de Deline, a été déclaré à sec et abandonné par la compagnie.

Husky et ses partenaires ont foré deux puits sur EL423, à l'ouest du fleuve Mackenzie, à 100 km au sud de Tulita. L'un et l'autre ont été déclarés à sec et abandonnés.

Dans les activités géophysiques, Kodiak Petroleum a mené un programme sismique 2D et un programme gravimétrique sur EL413, dans la région de Grandview (qui chevauche les régions désignées du Sahtu et des Gwich'in), et MGM a mené une étude sismique et gravimétrique 2D à Kelly Lake (EL 414 et 442). De plus, Explor Geophysical Ltd. a mené un programme sismique 2D non exclusif dans la région du lac Colville.

Îles Arctiques du Nunavut

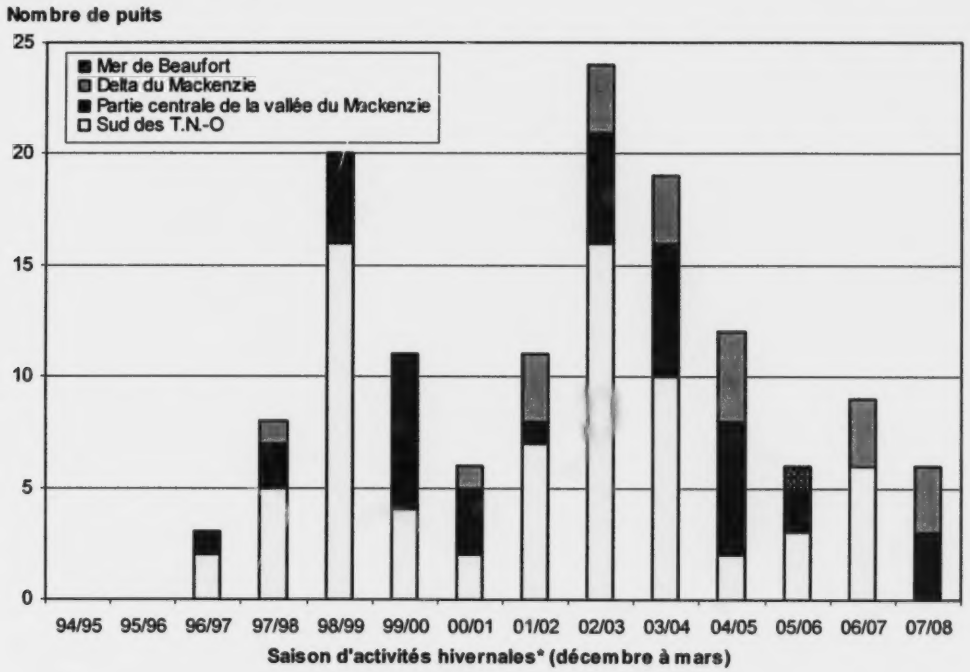
Il n'y a pas eu d'activités d'exploration de l'industrie dans cette région en 2008.

Région marine de l'Arctique de l'Est

Quatre programmes géophysiques ont été menés. Husky et Encana ont acquis un programme sismique 2D se prolongeant à l'ouest dans les eaux canadiennes à partir d'intérêts d'exploration au large du Groenland. Geophysical Service Inc. et TGS-Nopec Geophysical Company ASA ont acquis l'une et l'autre une étude sismique 2D non exclusive dans la région de la baie de Baffin et du détroit de Davies.

[Note : Le Bureau d'information sur les terres domaniales de l'Office national de l'énergie est la principale source des données opérationnelles citées ci-dessus.]

Diagramme 1 : Puits forés



* Ne comprend pas les forages de développement effectués à Norman Wells

Tableau 6 : Statistique sur le forage 2008

Nom du puits	Lat (NAD 27)	Long (NAD 27)	Classe[1]	Profondeur totale (m)	Mètres forés en 2008	Démarage	Unité libérée	État du puits[2]	Permis[3]
Partie sud des Territoires									
Ré-entrées des puits précédemment forés									
Paramount *et al* LIARD 2M-25[4]	60,414	-123,587	DEV	4324,0	-	23 mars 08	31 mars 08	S	PL09
Paramount *et al* LIARD M-25	60,414	-123,587	DEL	3770,0	-	21 mars 08	25 mars 08	S	PL09
Paramount *et al* FORT LIARD O-35	60,080	-123,356	DEL	2121,0	-	15 févr. 08	23 févr. 08	S	PL07
Paramount Anadarko BOVIE F-66	60,256	-122,959	EX	3368,0	-	5 mars 08	27 mars 08	S	SDL122
Paramount *et al* CAMERON H-03	60,040	-117,502	DEV	1662,0	-	14 janv. 08	19 janv. 08	PR	PL17
Paramount *et al* CAMERON J-04	60,059	-117,513	DEV	1448,7	-	19 janv. 08	29 janv. 08	S	PL13
Paramount *et al* CAMERON K-74	60,061	-117,491	DEV	1465,0	-	30 janv. 08	5 févr. 08	PR	PL13
Vallée du Mackenzie									
Nouveaux puits									
Petro-Canada BLACKWATER KWIJIKA M-59	64,646	-122,682	EX	1640,0	1640,0	11 févr. 08	4 mars 08	A	EL433
Husky *et al* DAHADINNI B-20	63,984	-125,047	EX	2420,0	2420,0	16 févr. 08	31 mars 08	A	EL423
Husky *et al* KEELE RIVER L-52	64,025	-124,935	EX	895,0	895,0	6 mars 08	21 mars 08	A	EL423
Imperial NORMAN WELLS M-50-1X[4]	65,257	-126,866	DEV	1309,0	1309,0	4 juil. 08	28 août 08	S	PA
Imperial NORMAN WELLS N-13X	65,276	-126,941	DEV	635,0	635,0	15 sept. 08	28 sept. 08	PR	PA
Delta du Mackenzie									
Nouveaux puits									
MGM *et al* APUT C-43	69,034	-135,697	EX	2101,0	2101,0	6 févr. 08	9 mars 08	S	EL427-B
MGM *et al* ATIK P-19[5]	68,982	-135,545	EX	1803,0	1214,0	23 déc. 07	26 janv. 08	A	EL427-B
MGM *et al* LANGLEY E-07	69,273	-135,534	EX	1355,0	1355,0	1 avr. 08	9 avr. 08	S	EL394
MGM *et al* ELLICE J-27	69,111	-135,848	EX	2102,0	505,0	25 déc. 08	22 janv. 09	S	EL427-A
Ré-entrées des puits antérieurement									
Aurora/JOGMEC/NRCan MALLIK 2L-38	69,461	-134,658	DEV	1320,0	-	8 mars 08	19 mars 08	A	SDL060
Aurora/JOGMEC/NRCan MALLIK 3L-38	69,461	-134,662	TEST	1188,0	-	8 mars 08	22 mars 08	A	SDL060
Aurora/NRCan MALLIK 4L-38	69,461	-134,660	TEST	1188,0	-	28 mars 08	2 avr. 08	A	SDL060
Aurora/NRCan MALLIK 5L-38	69,461	-134,661	TEST	1166,0	-	28 mars 08	2 avr. 08	A	SDL060
MGM *et al* ATIK P-19	68,982	-135,545	EX	1803,0	-	15 févr. 08	2 mars 08	A	EL427-B

[1] Classe : EX=puits de prospection, DEL=puits de délimitation, DEV=puits de développement

[2] État des travaux : S=suspendu, A=abandonné, PR=production

[3] Permis : EL= permis de prospection; SDL= attestation de découverte importante; PL = Licence de Production, SA=terres Sahtu, PA=zone des réserves prouvées de Norman Wells

[4] Puits horizontal

[5] Forage au delà du fin d'année

Tableau 7 : Acquisition de données sismiques

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Sismique - 2D (en km)	3 251	2 506	586	189	564	3 917	6 028	12 684
Sismique - 3D (en km /carré)	7 893	4 060	194	804	635	1 100	0	1 638

MISE EN VALEUR ET PRODUCTION

Seuls trois champs pétroliers ou gaziers étaient en production dans les Territoires du Nord-Ouest en 2008 : le champs pétrolier de Norman Wells, dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, le champs gazier Ikhil, dans le delta du Mackenzie, et le champs des collines Cameron, au sud-ouest de Hay River, dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest.

Le champs pétrolier d'Imperial Oil à Norman Wells, dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, est le point de départ nord de l'oléoduc Enbridge, à Norman Wells, qui aboutit à Zama, en Alberta. Ce gisement majeur, découvert en 1920, qui continue de produire du pétrole à partir d'un recif de l'ère dévonien, qui se trouve en grande partie sous le fleuve Mackenzie, avait produit à la fin de l'année 39,9 x 10^6 m^3 (250,9 millions de barils) par année, à un taux quotidien moyen de 2 440 m^3 (15 400 barils par jour). Ce champs, complètement mis en valeur au début des années 1980, produit sans interruption depuis 1985, malgré des périodes de production limitée au début.

Le gaz d'Ikhil, dans le delta du Mackenzie, est produit par deux puits et transporté par un gazoduc de 50 kilomètres à Inuvik, où il sert à la production d'électricité et de chauffage. Jusqu'à la fin de 2008, ce gisement a produit un total cumulatif de 142,2 x 10^6 m^3 (5,02 milliards de pieds cubes) de gaz naturel sur une période de production de 10 ans.

Le seul champs en production dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest en 2008 était celui des collines Cameron, par Paramount. La production des quatre gisements mis en valeur par cette compagnie dans la région de Fort Liard n'a pas encore repris. Le champs des collines Cameron produit du pétrole et du gaz transportés par pipeline vers le sud, dans la région de Bistcho, dans le Nord de l'Alberta. Ce champs avait produit à la fin de l'année 690,1 x 10^6 m^3 (24,4 milliards de pieds cube) de gaz naturel et 298 x 10^3 m^3 (1,9 millions de barils) de pétrole, sur une période de mise en valeur de sept ans jusqu'à présent.

Aucun champs n'était en production au Nunavut ou dans la région marine de l'Arctique.

La production totale de gaz naturel dans les Territoires du Nord-Ouest en 2008 s'est chiffrée à 203 x 10^6 m^3 (7,17 milliards de pieds cubes), une baisse de 33 % par rapport à l'année précédente, ce qui reflète la perte de production des puits fermés dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest. Le gaz utilisé à Norman Wells pour la mise en valeur du gisement représente environ la moitié du total de la production de gaz.

La production totale combinée en 2008 était de 941,2 x 10^3 m^3 (5,92 millions de barils), c'est-à-dire 7,5 % de moins qu'en 2007, reflétant la baisse de 7 % de la production de Norman Wells et la production moins élevée des collines Cameron.

Tableau 8 : Production de pétrole et de gaz

	2004	2005	2006	2007	2008
Production de pétrole (milliers de mètres cubes)					
Norman Wells (Imperial Oil)	1186,7	1042,6	1012,4	964,3	893,6
Collines Cameron (Paramount)	48,6	47,2	70,3	53,3	47,8
Total	**1235,3**	**1089,8**	**1082,7**	**1017,6**	**941,4**
Production de gaz (millions de mètres cubes)					
Norman Wells (Imperial Oil)	103,7	102,4	109,3	103,7	103,8
Pointed Mountain (Canadian Forest Oil)	–	–	–	–	–[2]
Ikhil (AltaGas)	16,1	15,7	16,2	17,9	18,9
Fort Liard ("F-36" - Paramount)	11,2	50,7	29,9	52,6	0[1]
Fort Liard ("K-29" - Paramount)	465,4	203,3	59,1	49,1	0[1]
Fort Liard ("P-66A" - CNRL)	–	–	–	–	–[2]
Sud-Est de Fort Liard ("N-01" - Paramount)	48,1	38,8	11,9	0	0[1]
Collines Cameron (Paramount)	92,8	91,3	93,5	99,0	80,3
Total	**737,3**	**502,2**	**319,9**	**322,3**	**203,0**

[1] Production suspendu

[2] Abandonné

Diagramme 2 : Production du pétrole

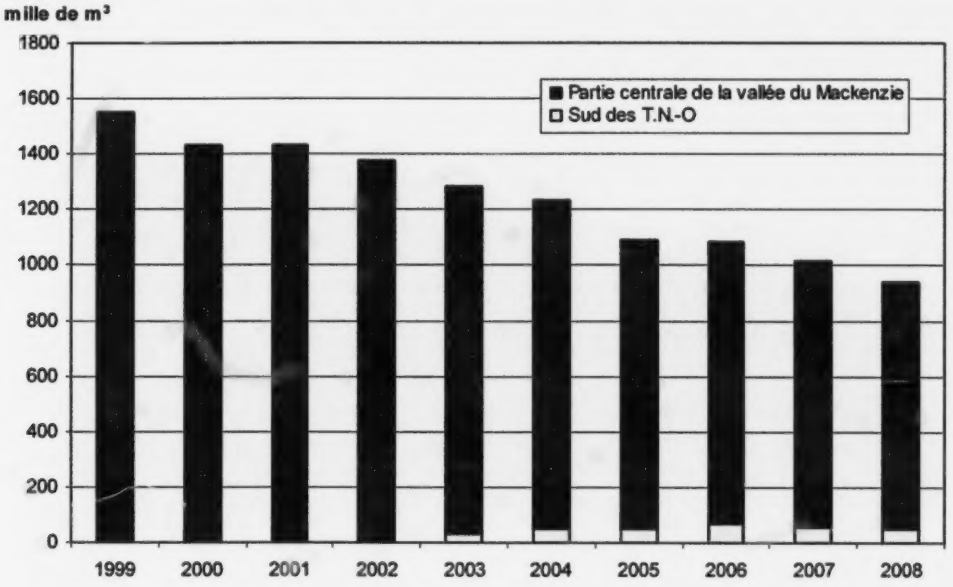
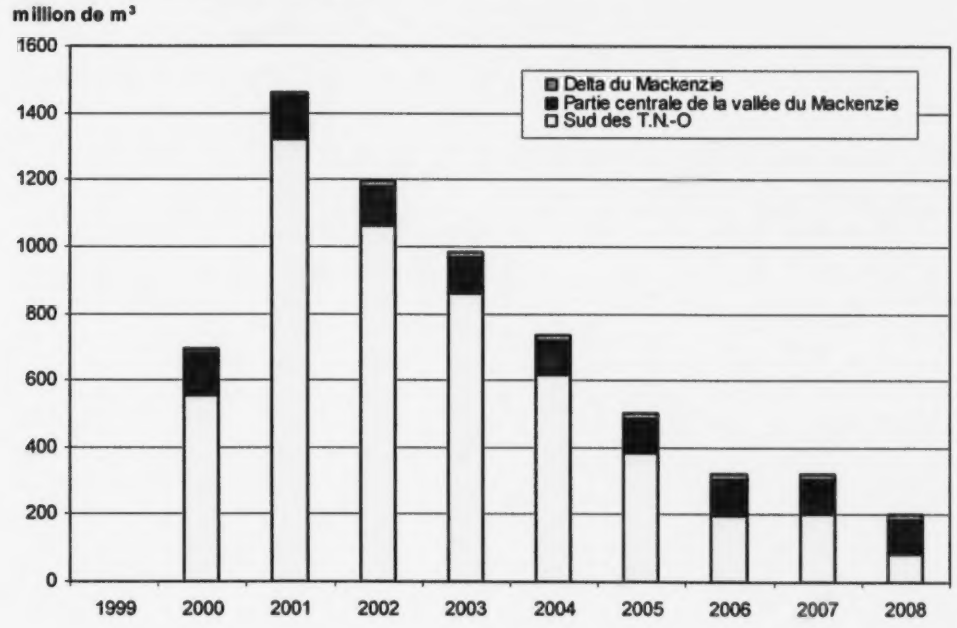


Diagramme 3 : Production du gaz



LES REDEVANCES

Les redevances perçues sur la production de pétrole et de gaz naturel dans le Nord au cours de l'année civile 2008 se sont chiffrées à 30 381 061 $. La légère augmentation qu'on observe par rapport à 2007, malgré la baisse de production, est attribuable aux prix élevés au début de l'année.

Tableau 9 : Les recettes tirées des redevances ($)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Redevances	24 509 774	20 560 265	16 051 861	30 477 442	25 078 071	30 381 061

Vérifications et évaluations

Trois vérifications des redevances de compagnies productrices étaient en cours en 2008. Elles doivent toutes se terminer d'ici le 31 mars 2009.

Administration des redevances

Le développement d'un nouveau système de gestion des redevances sur le Web est considérablement avancé; des tests sont actuellement en cours. Le nouveau système permettra aux titulaires de licences de production de soumettre les formulaires obligatoires par voie électronique.

Examen de la réglementation

Un projet visant à moderniser le *Règlement sur les redevances relatives aux hydrocarbures provenant des terres domaniales* a été mené à bien avec l'entrée en vigueur, le 4 avril 2008, d'un règlement modifié qui correspond mieux au contexte opérationnel actuel, renforce la responsabilité et la certitude en matière de redevances et améliore l'efficacité administrative du régime de redevances.

SOURCES DE RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELLES

La Direction générale du pétrole et du gaz du Nord

Veuillez d'abord consulter notre site Web à l'adresse www.ainc-inac.gc.ca/nth/og/

Pour obtenir des renseignements plus détaillés, veuillez communiquer avec la source appropriée par téléphone (voir la liste ci-dessous) ou par écrit.

Adresse postale :
Direction générale du pétrole et du gaz du Nord
Affaires indiennes et du Nord Canada
10e étage, 15/25 rue Eddy
OTTAWA ON, K1A 0H4

Par messager seulement :
Direction générale du pétrole et du gaz du Nord
Affaires indiennes et du Nord Canada
15/25 rue Eddy
GATINEAU QC, K1A 0H4
Téléphone : (819) 997-0877
Télécopieur : (819) 953-5828

De l'information sur le régime de gestion des ressources, des demandes de nominations et de soumissions, et d'autres informations connexes : Gestionnaire, Régime foncier - téléphone : (819) 934-9392.

De l'information sur les procédures et les règlements concernant l'enregistrement, les permis de prospection, de production et reliés aux découvertes importantes, les transferts, et les notifications - Registraire - téléphone : (819) 997-0048.

De l'information sur les cartes reliées au pétrole et du gaz du Nord, et sur les données du système d'information géographique : Agent géomaticien (819) 953-8988.

De l'information sur l'histoire de l'exploration dans le Nord et sur les activités géologiques et géophysiques - Géologue pétrolier principal - téléphone : (819) 953-8722.

De l'information sur la politique des redevances et la présentation des redevances - Gestionnaire, Politique financière et Administration des redevances - téléphone : (819) 997-0877.

De l'information sur le plan des retombées économiques pour le Nunavut et le large des côtes dans le Nord est disponible auprès de la Direction générale du pétrole et du gaz du Nord - téléphone : (819) 953-2087.

De l'information sur le plan des retombées économiques associées aux nouveaux programmes d'exploration sur les terres dans les Territoires du Nord-Ouest est disponible auprès du bureau régional du ministère dans les Territoires du Nord-Ouest à l'adresse sous-mentionné

Division de la mise en valeur pétrolière
Bureau régional des Territoires du Nord-Ouest
Affaires indiennes et du Nord Canada
4915, 50e rue, Case postale 1500
YELLOWKNIFE, NT X1A 2R3
Téléphone : (867) 669-2618 / Télécopieur : (867) 669-2409

Autres sources d'information

L'Office national de l'énergie

- Le Secteur des opérations est chargé de réglementer l'exploration, la mise en valeur et la production des hydrocarbures dans les régions pionnières non visées par la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.
- Bureau d'information sur les terres domaniales : cartes, information technique, rapports géologiques et géophysiques et rapports et dossiers sur l'histoire des puits.

Office national de l'énergie
444 - 7e Avenue Sud-Ouest
CALGARY, AB T2P 0X8
Téléphone : (403) 292-4800
Site web : http://www.neb.gc.ca/

La Commission géologique du Canada

La Commission géologique du Canada (Calgary) offre l'accès aux installations publiques de consultation et d'échantillonnage des carottes et des échantillons, ainsi qu'à l'information sur les puits forés au nord du 60e parallèle :

Institut de géologie sédimentaire et pétrolière
3303 - 33e Rue Nord-Ouest
CALGARY, AB T2L 2A7
Téléphone : (403) 292-7000
Site web : http://gsc.nrcan.gc.ca/org/calgary/

Information sur les géoscience dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis :

Commission géologique du Canada, Atlantique
Institut océanographique de Bedford
C.P. 1006
DARTMOUTH, NS B2Y 4A2
Site web : http://gsc.nrcan.gc.ca/org/atlantic/